

燃气电厂余热锅炉高压给水泵运行节能探索与实践

张强 崔国东

(北京京能高安屯燃气热电有限责任公司, 北京 100024)

摘要: 余热锅炉的高压给水泵是高压汽水系统的核心重要设备, 作为汽水循环的动力源, 其运行状态与余热锅炉的整体工况深度关联。高压给水泵的安全稳定、经济高效运行, 直接决定余热锅炉的供热效率、能耗水平与生产连续性, 更是保障整套余热利用系统可靠运转的关键环节。本文针对高压给水泵运行中的节能优化需求开展典型工况试验, 精准采集不同负荷、不同工况下的运行参数, 通过对试验数据的系统统计与深度分析, 挖掘能耗损耗的关键节点, 最终探索出贴合实际生产的可行节能措施, 为设备高效运行提供实践参考。

关键词: 余热锅炉; 高压给水泵; 节能; 厂用电

0 引言

G 电厂燃气-蒸汽联合循环机组, 采用 1 套 845MW 级燃气蒸汽联合循环“二拖一”多轴布置。全厂配置为: 2 台 9F 级型号为 SGT5-4000F(4) 燃气轮机; 2 台型号为 QFSN-300-2 燃气轮发电机; 2 台卧式余热锅炉; 1 台型号为 LZC266-12.5/0.4/545/540 供热蒸汽轮机和 1 台 300MW 级型号为 QFSN-300-2 汽轮发电机。燃机发电机和蒸汽发电机组为分轴布置。其中燃机发电机和蒸汽轮发电机组由上海电气集团股份有限公司供货, 余热锅炉由无锡华光锅炉股份有限公司提供。作为电厂辅机系统的核心耗电设备之一, 高压给水泵的能耗占厂用电比例较高, 其运行效率直接关系到电厂的经济性指标。当前, 电力行业正朝着节能降耗、低碳减排的方向转型, 燃气电厂虽具备高效低污染的优势, 但通过优化辅机运行方式进一步降低厂用电率, 仍是提升企业核心竞争力、实现绿色发展的重要路径。因此, 开展高压给水泵运行节能探索与实践, 具有重要的工程应用价值和行业推广意义。

1 余热锅炉简介

燃气轮机排气的温度较高, 利用排气的余热, 作为蒸汽循环的热源或补充热源, 组成燃气-蒸汽联合循环, 可以达到较高的热效率。燃气-蒸汽联合循环发电装置的以其高效、低污染, 建设周期短等优点^[1], 受到了世界各国的青睐。余热锅炉是利用工业生产中的余热产生蒸汽的设备, 燃气-蒸汽联合循环余热锅炉是联合循环电厂中的关键设备之一, 其热源为燃气轮机的排气利用余热产生蒸汽, 提供给蒸汽轮机发电。燃气-蒸汽联合循环发电技术的能源利用率高, 供电效率可达可达 55%-57%^[2]。

G 电厂所用卧式余热锅炉采用三压、无补燃、自然循环设计, 适配 9F 级燃气轮机的排气参数, 其高压汽水系统工作压力等级为 12.5MPa, 额定蒸发量与机组负荷精准匹配, 可实现不同工况下的稳定换热。高压给水泵作为该系统的“心脏”设备, 其运行参数需严格跟随锅炉负荷变化, 既要满足不同负荷下给水流量、压力的需求, 又要保障高压减温水的调节压头, 确保锅炉蒸汽参数稳定。从运行机理来看, 高压给水泵的能耗与出口压力、运行流量呈正相关, 当出口压力设定过高时, 多余的压力会通过给水调门节流消耗, 不仅增加电机负荷, 还会加剧调门磨损, 降低设备使用寿命; 若压力设定过低, 则可能导致减温水压头不足, 无法有效调节蒸汽温度, 甚至引发锅炉超温、汽包水位波动等安全隐患, 因此参数优化需兼顾安全性与经济性的平衡。

相较于常规煤粉锅炉, 燃气-蒸汽联合循环余热锅炉具有负荷响应速度快、运行工况波动频繁的特点, 这对高压给水泵的运行适应性提出了更高要求。同时, 燃气轮机排气温度受环境温度、燃烧工况影响较大, 夏季环境温度偏高时, 排气温度提升, 锅炉换热效率略有上升, 高压汽包压力相对稳定, 为高压给水泵的压力优化试验提供了稳定的工况基础, 可更精准地捕捉参数调整带来的节能效果。

2 高压给水系统运行方式

G 电厂的余热锅炉(HRSG)高压给水系统配置 2×100% 给水泵, 高压给水泵采取一运一备的运行方式。

为了保证调门在线性区域工作且保证减温喷水的压头, 阀门前后一般要维持 3MPa 左右的差压^[3]。

夏季燃机最高负荷为 250MW 左右，高压汽包压力 统一调门开度 46%–48%，高压给水泵电机电流 172A。

12. 3MPa，高压给水泵出口压力 15. 3MPa，高压给水系

表1 1号炉2号高压给水泵运行参数表

日期	机组负荷	压力偏置	给水调门开度	给水流量	运行电流
7月12日	252MW	0	47%	255t/h	174A
7月19日	250MW	0	48%	249t/h	171A
8月6日	248MW	0	46%	248t/h	171A
8月14日	253MW	0	48%	251t/h	172A

表2 2号炉2号高压给水泵运行参数表

日期	机组负荷	压力偏置	给水调门开度	给水流量	运行电流
7月12日	251MW	0	48%	253t/h	172A
7月19日	250MW	0	48%	251t/h	170A
8月6日	249MW	0	46%	250t/h	171A
8月14日	252MW	0	48%	252t/h	173A

通过表 1 及表 2 可以看出，余热锅炉在夏季 250MW 负荷工况下，高压给水泵的给水流量稳定在 250t/h 左右，运行电流平均值稳定在 172A 左右。结合现场运行经验，此时给水调门开度处于中等水平，存在较大的节流损失，给水泵输出功率未得到充分利用，电机额外消耗的电能主要用于克服调门节流阻力，这一运行状态为后续节能优化提供了较大空间。同时，夏季环境温度较高，燃气轮机排气温度略高于其他季节，锅炉换热效率相对稳定，该工况下的试验数据更

具代表性，可为全负荷段节能优化提供参考依据。

3 满负荷工况节能试验

为降低高压给水泵运行电流，可采取适当降低高压给水泵出口压力与高压汽包运行压力偏差设定值的方法，优化高压给水泵运行工况。

根据余热锅炉运行情况进行满负荷工况节能试验，试验过程中选取 1 号炉 2 号高压给水泵为试验对象。试验统计结果如下：

表3 1号炉2号高压给水泵节能试验数据统计

日期	机组负荷 (MW)	给水泵出口压力与汽包运行压力偏差值 (MPa)	高压减温水调门开度	高压蒸汽温度	给水泵运行电流 (A)
7月12日	252MW	3.0	62	553	174
		2.0	68	551	171
		1.4	100	551	164
7月19日	250MW	3.0	61	553	171
		2.0	70	551	169
		1.4	100	551	163
8月6日	248MW	3.0	61	553	171
		2.0	72	551	167
		1.4	100	551	160
8月14日	253MW	3.0	62	553	172
		2.0	71	551	170
		1.4	100	551	163

经过节能试验探索，高压给水泵运行压力值比之前下降 1.6MPa，在此工况下，机组满负荷运行时，余热锅炉高压蒸汽温度已经达到额定值 553℃，高压减温水调门已全开。试验过程中，全程监测高压汽包水位、给水流量、蒸汽温度等关键参数，确保无异常波动，验证了该压力设定值下设备运行的安全性。从试验数据可以看出，随着压力偏差值的降低，给水调门开度逐渐增大，节流损失逐步减小，电机电流呈线性下降趋势，当偏差值降至 1.4MPa 时，电流较初始工况平

均降低 10A 左右，节能效果初步显现，同时高压蒸汽温度稳定在额定范围，满足锅炉正常运行要求，说明该优化方案具备可行性。

4 非满负荷工况节能试验

通过试验，发现在逐渐降低给水泵与汽包压力偏置的过程中，给水泵电机电流有明显下降。最终，高压给水泵出口压力比高压汽包压力偏差值设定在 1.4MPa，给水泵电机电流较之前运行电流降低大约 9–10A，节能效果显著。

针对该节能措施,对机组其他典型负荷运行工况进行比较,进一步检验节能效果,统计数据如下:

表4 机组210MW负荷典型工况下试验数据

日期	机组负荷 (MW)	给水泵出口压力与汽包运行压力偏差值 (MPa)	高压减温水调节阀开度	高压蒸汽温度	给水泵运行电流 (A)
7月16日	209	3.0	42	550	147
		1.4	48	550	136
7月24日	212	3.0	41	550	149
		1.4	46	550	138
8月11日	212	3.0	42	550	148
		1.4	46	550	136
8月22日	211	3.0	41	550	148
		1.4	46	550	134

表5 机组235MW负荷典型工况下试验数据

日期	机组负荷 (MW)	给水泵出口压力与汽包运行压力偏差值 (MPa)	高压减温水调节阀开度	高压蒸汽温度	给水泵运行电流 (A)
7月16日	237	3.0	50	550	169
		1.4	68	550	158
7月24日	238	3.0	52	550	169
		1.4	69	550	159
8月11日	235	3.0	49	550	168
		1.4	67	550	157
8月22日	232	3.0	52	550	168
		1.4	68	550	156

经试验统计发现,在机组负荷为210MW和235MW两个典型负荷工况下,高压给水泵采取降压运行措施后,运行电流均有10A以上的下降,节能效果明显。不同负荷工况下,压力偏差优化后的节能幅度基本一致,说明该节能措施具备全负荷段适配性,无需根据负荷变化调整压力设定值,便于现场运行操作和推广应用。同时,试验过程中未出现高压汽包水位波动、减温水不足等问题,高压蒸汽温度始终稳定在550℃左右,满足机组安全运行标准,进一步验证了该节能方案的可靠性和稳定性。

5 结束语

采取这种节能措施后,高压给水泵运行电流按平均降低9A计算,每小时可节约电能90kWh左右。一年按照运行4000小时计算,年节约厂用电360000kWh。按照工业用电均价0.6元/kWh计算,年节约电费约21.6万元,经济效益显著。同时,降低给水泵运行电流可减少电机损耗,延长电机、水泵轴承等易损部件的使用寿命,降低设备维护成本,间接提升电厂运营效益。

G电厂余热锅炉高压减温水管路内布置有节流孔板,减温水最大流量为10t/h,可利用检修机会更换该节流孔板,使减温水最大流量增大至20t/h。这样,在实现高压给水泵运行节能目的的同时,还可以满足

锅炉运行的减温水需求并留有一定调整余量,以保证锅炉安全稳定运行。后续可进一步开展变负荷工况下的动态优化试验,结合机组负荷变化规律,探索压力偏差值的动态调整策略,进一步提升节能效益。同时,可将该节能方案推广至同类型燃气电厂,为行业内高压给水泵节能优化提供实践参考,助力电力行业实现低碳节能发展目标。

参考文献

- [1] 燃气-蒸汽联合循环余热锅炉概述. 杨伟良, 徐栋梅, 吕震宇, 宋占启. 锅炉制造. 2001.
- [2] 燃气-蒸汽联合循环余热锅炉概述. 杨松, 李世魁. 电站系统工程. 2005.
- [3] 王玉召, 宁宪龙, 周毅. 电站锅炉给水泵节能改造[J]. 节能, 2002(7): 24-26.
- [4] 李建明, 张宏, 刘军. 9F级燃气-蒸汽联合循环机组给水泵优化运行研究[J]. 电力科学与工程, 2018, 34(11): 68-73.
- [5] 赵宇, 陈明, 王丽. 高压给水泵压力参数优化及节能效益分析[J]. 热力发电, 2020, 49(5): 132-137.